



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
INSTITUTO DE CIÊNCIAS AGRÁRIAS
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA AMBIENTAL**

**VIABILIDADE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE
ELÉTRICA PARA IRRIGAÇÃO COM PIVÔ CENTRAL**

**Autora: Ana Paula Mendes
Orientador: Roberto Terumi Atarassi**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
UFU INSTITUTO DE CIÊNCIAS AGRÁRIAS - ICIAG
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA AMBIENTAL**

ANA PAULA MENDES BUENO

**‘AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À
REDE ELÉTRICA PARA IRRIGAÇÃO COM PIVÔ CENTRAL’**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado em formato de Artigo Acadêmico ao Instituto de Ciências Agrárias da Universidade Federal de Uberlândia como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Ambiental.

**Aluna: Ana Paula Mendes Bueno
Orientador: Roberto Terumi Atarassi**

RESUMO

A eletricidade desempenha um papel indispensável para o desenvolvimento humano. A demanda por energia elétrica no Brasil tem crescido a uma taxa de 3,2% ao ano e para suprir essa necessidade será necessário investir em fontes alternativas na geração de energia para compor a matriz energética. Neste cenário, os sistemas fotovoltaicos surgem como uma alternativa para compor a matriz elétrica do país, se fazendo necessário o estudo de suas diferentes configurações e modelos de dimensionamento, além de instrumentos de pesquisas validados para tal tarefa. Esse trabalho, portanto, teve como objetivo avaliar a viabilidade econômica da implantação de um Sistema Fotovoltaico, como alternativa para o abastecimento de energia elétrica em áreas rurais para a irrigação através de Pivô Central. Efetuou-se o estudo de caso na Fazenda Duas Barras, localizada no município de Iraí de Minas-MG, a partir do levantamento no consumo energético do pivô instalado na propriedade, projetou-se um sistema fotovoltaico conectado à rede e, baseado nele, uma análise financeira com os indicadores Taxa Interna de Retorno, *Payback* e Valor Líquido Presente sobre uma Taxa Mínima de Atratividade de 10% ao ano. Os resultados evidenciaram a inviabilidade do sistema fotovoltaico, com a recuperação do investimento em vinte anos. O baixo custo das tarifas elétricas em zonas rurais e principalmente para irrigantes noturnos, faz com que sistemas fotovoltaicos conectados à rede não sejam economicamente tão atraentes.

Palavras Chaves: Fontes Alternativas, Energia Solar, *Payback* descontado.

ABSTRACT

The electricity plays an indispensable role for human development. The demand for electrical energy in Brazil has grown at a rate of 3,2% per year. To supply this need, it will be necessary to invest in alternative sources of energy to compose the electrical matrix. In this scenario, the photovoltaic systems appear as an alternative to compose the country's electrical matrix, being necessary the study of its different configurations and sizing methodologies and validated research instruments for such task. This work, therefore, had as purpose to evaluate the economic feasibility a photovoltaic system, as an alternative source of electricity in rural areas for irrigation by central pivot. The study of case occurred in Duas Barras farm located in the city of Iraí de Minas – MG. From the survey of energy consumption of a central pivot installed in the property, a photovoltaic system connected to the grid was designed and a financial analysis applied with indicators of internal rate of return, *Payback* period and net present value at a minimum attractiveness rate of 10% per year. The results have evidenced the unfeasibility of the photovoltaic system, with recovery period of investment, payback, of twenty years. The low cost of electrical prices in rural areas and especially for nocturnal irrigations, makes the photovoltaic system connected to the grid economically unattractive.

Keywords: Alternative Sources, Solar Energy, Discounted Payback.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	6
2. OBJETIVOS	9
2.1 Objetivo Geral.....	9
2.2 Objetivos Específicos	9
3. MATERIAIS E MÉTODOS	9
3.1. Área de Estudo	10
3.2. Fatores Climáticos	13
3.3. Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos	15
3.4. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI).....	19
3.5 Análise de custos	20
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	22
5. CONCLUSÕES.....	30
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	31
ANEXOS	38

1. INTRODUÇÃO

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estatal vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a demanda por energia elétrica, no Brasil, tende a atingir a marca de 1.465 TWh até 2050 - contra os 463 TWh consumidos em 2013 com uma taxa de crescimento de 3,2% ao ano para serem supridos pelo Sistema Elétrico Nacional, descontados os valores provenientes de autoprodução. Isso significa que será necessário investir em fontes alternativas de geração de energia elétrica para compor a matriz elétrica brasileira, além de maximizar a eficiência energética destas fontes para conseguir suprir a demanda projetada (EPE, 2016).

A matriz elétrica brasileira é composta por 81,8% de fontes renováveis, com predomínio das usinas hidroelétricas que correspondem a 63,7% da capacidade instalada de geração de energia elétrica, seguidas das usinas termoeletricas baseadas na queima de biomassa com 9,2%, as usinas eólicas aparecem logo depois com 8% e as fontes solares são responsáveis por 0,9% desta capacidade instalada, de acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, de abril de 2018, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2018).

A dependência brasileira perante a geração de energia proveniente de fontes hidráulicas traz consigo impactos ambientais inerentes à atividade, como alagamentos de grandes áreas, perda de biodiversidade local e problemas de ordem social com o deslocamento de famílias e desapropriação de terras (BERMANN, 2008). Apesar de serem consideradas fontes de energia renovável, as hidroelétricas têm sido alvo de diversos estudos acerca dos impactos ambientais que provocam nas áreas de influência direta e indireta dos empreendimentos. Segundo um estudo publicado na revista britânica *Environmental Research Letters*, estima-se que dezoito novos reservatórios de água construídos na Amazônia sejam capazes de emitir cerca de 21 milhões de toneladas de metano e 310 milhões de toneladas de dióxido de carbono em até cem anos, e dessa forma, contribuem e contribuirão com o agravamento do aquecimento global, visto que metano e dióxido de carbono são conhecidamente gases de efeito estufa (FARIA et al., 2015).

O Brasil figura entre os países que mais investem no ramo de energias renováveis e ocupou o terceiro lugar do ranking da *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21) em relação à capacidade total de geração de eletricidade

renovável, incluindo fontes hidráulicas, no final de 2015 (REN21, 2016). Ainda, segundo o REN21 (2016), o Brasil investiu cerca de 84 bilhões de dólares em eletricidade e combustíveis renováveis, entre 2005 e 2015.

O país se destaca quando o assunto é energia renovável, uma vez que a posição geográfica favorece a alta incidência de radiação solar durante o ano (GALDINO et al, 2000). Neste cenário, os sistemas fotovoltaicos surgem como uma alternativa para compor a matriz elétrica do país, já que, segundo Maycock (1981) e Treble (1991), são sistemas que, basicamente, convertem energia solar em eletricidade.

As células fotovoltaicas, elemento básico dos sistemas fotovoltaicos, são constituídas por um material semicondutor, geralmente silício (CASTRO, 2002). Nas células ocorre o efeito fotovoltaico, ou seja, a conversão da radiação solar em energia elétrica pela utilização do material componente das células como elemento transformador (VARELLA, 2009).

Estes sistemas podem ser divididos em dois tipos: sistemas conectados à rede (*ON-Grid*) e sistemas isolados da rede ou autônomos (*OFF-Grid*) (CAMARGO, 2017). Os sistemas fotovoltaicos *ON-Grid* são utilizados para fornecer energia ao consumidor e possibilita que, caso a demanda seja maior que a produção do sistema, o consumidor utilize energia da rede elétrica pública para complementar sua necessidade (VARELLA, 2009). Assim, a produção excedente é injetada na rede pública e pode ser utilizada por outros consumidores, como um sistema de compensação, de acordo com a Resolução Normativa N° 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Agência Nacional de Energia Elétrica regulamenta os sistemas de microgeração e minigeração de sistemas de distribuição e compensação de energia elétrica por meio de suas Resoluções Normativas N° 482 e N° 687, de 17 de abril de 2012 e 24 de novembro de 2015, respectivamente. De acordo com o disposto na Resolução N° 687/2015, que altera a redação da Resolução N° 482/2012, microgeração é caracterizada por potências inferiores ou iguais a 75 kW, enquanto que a minigeração possui potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, em se tratando de centro de geração de energia, que utilize cogeração qualificada ou para fontes renováveis de energia elétrica conectadas à rede elétrica.

Apesar de ser considerada um tipo de energia dependente de alto investimento, os sistemas fotovoltaicos são capazes de gerar uma economia considerável por mês, além de possuir baixo custo de manutenção, não gerar ruídos e resíduos, serem autossuficientes e renovável, com a recuperação do investimento entre 4 e 8 anos, dependendo do valor da tarifa paga por kWh e da quantidade de radiação solar do local de instalação (ELECKTSOLAR, 2018).

A utilização dos sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica no Brasil, foi incentivada pelo Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), o qual foi considerado como um dos maiores programas de eletrificação rural em países em desenvolvimento (GALDINO & LIMA, 2002). O PRODEEM foi desenvolvido pelo Governo Federal através do Decreto Presidencial de 27 de dezembro de 1994, com o objetivo de oferecer energia elétrica a comunidades isoladas, bem como estimular a oferta de energia proveniente de fontes renováveis, como os sistemas fotovoltaicos, para complementar a oferta do sistema convencional, dentre outros.

De acordo com o Atlas Irrigação: Uso da Água na Agricultura Irrigada, da Agência Nacional de Águas (ANA), publicado em 2017, a agricultura irrigada ocupava, aproximadamente, 6,95 milhões de hectares no território nacional, em 2015, e crescimento da área irrigada a taxas médias superiores a 4% ao ano desde 1960 (ANA, 2017). Além de utilizar água como uso consuntivo, os sistemas de irrigação necessitam de energia para o seu funcionamento seja pelo uso de diesel ou a ser suprida pela rede elétrica pública, o que demanda em custo para o produtor (FGV, 2016). De acordo com a publicação da ANEEL, que mostra os dados de consumo de energia elétrica, tarifa e receita gerada por todos os setores da economia brasileira, em 2015, por exemplo, o consumo de energia elétrica foi de 5.068.577 MWh e 1.055.441 unidades consumidoras, contra 4.100.788 MWh e 620.327 unidades consumidoras em 2010, dados exclusivos do setor de irrigação (ANEEL, 2015). Estima-se que haja um incremento na demanda por energia elétrica no setor mencionado, na ordem de 700 MW de potência por ano, no país (FGV, 2016).

Diante disso, esta pesquisa objetiva avaliar a viabilidade de implantar sistemas fotovoltaicos na produção de energia elétrica para irrigação por pivô central, dada a

expansão da agricultura e a necessidade de busca por novas fontes alternativas na geração de energia elétrica.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Avaliar a viabilidade econômica da implantação de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) como alternativa ao abastecimento de energia elétrica em área rural para a irrigação através de Pivô Central, a partir do estudo de caso na Fazenda Duas Barras.

2.2 Objetivos Específicos

- Realizar o levantamento histórico do consumo energético;
- Dimensionar o sistema fotovoltaico;
- Efetuar uma análise financeira dos custos de implantação e o retorno monetário sob o investimento.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Devido ao crescimento acelerado da população mundial ocorre com a mesma intensidade avanço nas fronteiras agrícolas em toda parte. Otimizar os recursos e minimizar as perdas vem sendo uma das melhores alternativas. A irrigação surge nesse cenário como peça fundamental para a produção em larga escala e o pivô central se destaca em meio a outras tecnologias voltadas para irrigação devido a sua versatilidade, o qual permite abranger grandes áreas e culturas diferentes (TESTEZLAF, 2017).

Entretanto as fontes de energia não vêm acompanhando com a mesma magnitude esse ritmo de crescimento devido à escassez dos recursos naturais. O ideal da energia solar associada a irrigação por pivô central surgiu como alternativa às fontes convencionais na região de Iraí de Minas, onde a agricultura é a base da economia local. Para o trabalho, foi escolhida uma pequena propriedade irrigada, como para estudo de caso em função da quantificação mais simples das variáveis e da menor complexidade do sistema.

3.1. Área de Estudo

Os dados para o trabalho foram levantados na Fazenda Duas Barras (Figura 1), de posse do senhor Marques José Naves, localizada no município de Iraí de Minas, Minas Gerais, situada a 13 Km da Rodovia MG 190 e 17 km da cidade de Iraí de Minas. A área total da fazenda é de aproximadamente 11 hectare, está posicionada na Latitude -19,06 (19°3'52"S abaixo da linha do Equador) e Longitude -47,50° (47°29'57"O sentido oeste em relação ao Meridiano de *Greenwich*), a 951 metros de altitude. O proprietário pratica a agricultura familiar, com produção de leite e criação de galinhas, juntamente com os cultivos de milho, feijão e soja ao longo do ano.

O clima predominante na região, de acordo com a classificação de *Köppen* é o tipo tropical quente úmido (Aw), sendo o inverno seco e o verão chuvoso, tendo valores de precipitação anual aproximada de 1.500 a 1.600 mm (SILVA et al., 2003). O relevo possui ondulações suaves com formações sedimentares, o solo é de predominância Latossolo Vermelho Distrófico (LVd), tendo características ácidas e baixa fertilidade (BRITO et al., 2003; EMBRAPA/EPAMIG, 1982).

Na fazenda foi construída uma pequena represa, a qual deságua no reservatório da Usina Hidrelétrica de Nova Ponte, com objetivo de abastecer o sistema de irrigação por pivô central, com área de 9,03ha. O pivô da marca ROMERA (03 LM/LB 3,5) instalado na propriedade em meados do ano 2000, conta com três torres de sustentação e raio de 169,50m, a bomba IMBIL (INI 50-200) de 26,05cv tendo a vazão de 49,43m³/h, como mostra o Anexo 1 contendo dados do projeto de instalação, fornecido pelo proprietário.

Figura 1- Imagem Fazenda Duas Barras



Fonte: Imagem Google Earth (2018).

O consumo energético do pivô central da fazenda Duas Barras foi levantado a partir das contas disponibilizadas pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), abrangendo o período de Setembro de 2015 a Agosto de 2017, totalizando uma série histórica de dois anos, gerando uma estimativa da demanda média mensal.





Em posse dessas informações pode se projetar um sistema fotovoltaico conectado à rede que atenda 100% da demanda energética do pivô, o que proporcionaria ao agricultor autonomia para irrigar a cultura durante o dia, quando a energia gerada é parte consumida e o excedente direcionado para a rede da concessionária, ou no período noturno e de baixa geração, quando a energia é toda da rede.

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão disponibilizada e considerando a demanda do cliente.

As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts estão inseridas no Grupo B (baixa tensão). O Grupo B é dividido em subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor, sendo: subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda, subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural, subgrupo B3 – demais classes, e subgrupo B4 – iluminação pública (MME, 2011).

Para os fins deste trabalho, foi analisado o custo da energia elétrica para o grupo tarifário B, no subgrupo B2. Para ambos os casos, tarifa Rural - Normal e Rural – Irrigação Noturna, de acordo com a Resolução Homologatória Aneel 2189 de 13/12/2016 e Resolução 2248 de 23/05/2017. A Figura 2 apresenta os custos da energia elétrica paga pelo consumidor rural, valores antes de serem acrescidos os impostos (CEMIG, 2018).

Figura 2- Tarifas para o Grupo B2- Convencional.

B2 - RURAL	 Consumo R\$/kWh	 Consumo R\$/kWh	 PATAMAR 1 Consumo R\$/kWh	 PATAMAR 2 Consumo R\$/kWh
Rural - Normal (Consumo R\$/kWh)	0,41079	0,42079	0,44079	0,46079
Rural - Vale Jequitinhonha - (Irrigação noturna) - 73% de desconto (Consumo R\$/kWh)	0,11091	0,11361	0,11901	0,12441
Rural - Demais Regiões - (Irrigação noturna) - 67% de desconto (Consumo R\$/kWh)	0,13556	0,13886	0,14546	0,15206

Fonte: CEMIG (2018).

A Figura 2 indica o preço do kWh de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, as quais estão estabelecidas nas cores dos semáforos – e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade (ANELL, 2016).

O ICMS é o imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços, sendo a alíquota para o subgrupo B2 Rural – Normal de 18%; para a categoria Rural – Irrigação Noturna de 7% e do subgrupo B1-Residencial Normal (urbano) de 30%. Essa diferença nas alíquotas do ICMS acrescida de outros tributos deixa o custo da energia elétrica para a área urbana mais elevada em comparação com os custos rurais.

Apesar de todos esses encargos, a tarifa de energia elétrica sofre reajustes anuais como mostra a Tabela 1, além de revisões extraordinárias. De acordo com a ANEEL, a revisão tarifária periódica reposiciona as tarifas cobradas dos consumidores após analisar os custos eficientes e os investimentos prudentes para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, em intervalo médio de quatro anos. No caso da CEMIG as revisões ocorrem a cada 5 anos.

Tabela 1- Histórico de reajustes tarifários sobre a tarifa de energia elétrica.

Histórico de reajustes/ Revisão tarifária. (2003 a 2018)			
Data	Ajuste Médio	Resolução Homologatória	Motivo
24/01/2013	-18,94%	Resolução 1.422	Revisão Extraordinária
05/04/2013	3,06%	Resolução 1.507	Revisão Extraordinária
07/04/2014	16,33%	Resolução 1.700	Reajuste Tarifário
27/02/2015	28,80%	Resolução 1.858	Revisão Extraordinária
07/04/2015	7,07%	Resolução 1.872	Reajuste Tarifário
24/05/2016	3,78%	Resolução 2.076	Reajuste Tarifário
23/05/2017	-10,66%	Resolução 2.248	Reajuste Tarifário
22/05/2018	23,19%	Resolução 2.396	Revisão Extraordinária
Reajuste acumulado desde 24/01/2013: 88,84%			
Reajuste médio anual: 12,68%			

Fonte: CEMIG (2018).

3.2. Fatores Climáticos

Os módulos fotovoltaicos devem ser posicionados em um local com boa incidência de ventos e voltados para o Norte geográfico com a inclinação mais próxima à latitude do local, esses cuidados objetivam minimizar ao máximo as perdas de energia e a aumentar a eficiência do equipamento (PINHO & GALDINO, 2014).

Por meio da ferramenta de cálculo do programa SunData v 3.0, disponibilizada no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), foi possível obter os níveis de irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia), sob o ângulo de inclinação ideal para os módulos de 19°N. Com essa ferramenta foi possível notar também que a irradiação alcança seus picos máximos nos meses do inverno, sendo o maior em Agosto (6,35 kWh/m².dia) e os mínimos ao redor do verão (março, 4,94 kWh/m².dia).

Tabela 2 – Dados estimados de irradiação solar diária para plano inclinado em 19° N na cidade de Irai de Minas.

Meses	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia)	Número de dias ao mês.	Total irradiação mês (kwh/m². mês).
Janeiro	5,05	31	156,55
Fevereiro	5,58	28	156,24
Março	4,94	31	153,14
Abril	5,44	30	163,20
Mai	5,38	31	166,78
Junho	5,29	30	158,70
Julho	5,51	31	170,81
Agosto	6,35	31	196,85
Setembro	5,68	30	170,40
Outubro	5,42	31	168,02
Novembro	5,02	30	150,60
Dezembro	5,11	31	158,41
Médias	5,40	30,42	162,00

Fonte: CRESESB (2018).

De posse dessas informações é possível obter o número de Horas de Sol Pleno (HSP), ou seja, o valor acumulado de energia solar ao longo do dia. Essa grandeza se refere ao número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1kW/m² (1000W/m²), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão. HSP é obtida pela razão da irradiação diária (kWh/m².dia) e a constante 1kW/m (PINHO & GALDINO, 2014), sendo matematicamente igual a irradiância diária total em função dessa definição.

A fim de comparar os dados de irradiação e conseqüentemente energia produzida com a necessidade hídrica para a irrigação foi realizado o levantamento dos dados climatológicos da região e expostos na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores estimados para Normais Climatológicas aplicadas a Iraí de Minas

Meses	Precipitação Média (mm)	Temperatura Média (°C)	Intensidade Média dos Ventos (m.s ⁻¹)
Janeiro	303,50	23,03	2,17
Fevereiro	210,63	23,18	2,10
Março	215,50	22,88	2,07
Abril	78,08	22,13	2,17
Mai	40,10	19,90	2,20
Junho	14,45	18,78	2,23
Julho	7,50	18,85	2,50
Agosto	16,28	20,70	2,77
Setembro	53,08	22,50	2,77
Outubro	117,93	23,33	2,57
Novembro	199,75	22,93	2,40
Dezembro	308,53	22,75	2,23
Médias	-	21,75	2,33

Fonte: INMET (1981-2010).

Para obter os dados climatológicos de Iraí de Minas foram cruzadas as informações dos principais municípios vizinhos em um raio de 140km, haja vista que o município de Iraí não possui recursos para contabilizar os fatores climáticos da região. Foram utilizadas informações sobre as médias das normais climatológicas, referente aos anos de 1981-2010 dos municípios mineiros de Araxá, Patos de Minas, Uberaba e Uberlândia para as temperaturas médias mensais, assim como a Máxima (29°C) e Mínima (16,9°C). Já com relação à intensidade dos ventos utilizou-se as mesmas localidades exceto Uberlândia devido à ausência de informações.

3.3. Dimensionamento dos Painéis Fotovoltaicos

Após consulta a empresa especializada em comercialização de módulos fotovoltaicos na região de Iraí de Minas, a BRC Energia Limpa Ltda, foi possível obter o orçamento para o projeto e os equipamentos mais utilizados para tal fim.

Adotou-se como referência no presente estudo os módulos fotovoltaicos da Canadian Solar, modelo CS6U - 330P, de Si- Poly (Silício Policristalino), pois são os mais comumente utilizados para geração de energia. Os Módulos são regulamentados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO, possuidor do número de registro do objeto 006292 e com a eficiência energética enquadrada na categoria “A”.

Sua potência de pico, segundo o fabricante, é de 330 Wp sob condições de teste padrão (CTP) de irradiância de 1000 W/m² e temperatura da célula de 25°C. Sua vida útil está em pelo menos 25 anos. A Tabela 4 traz as informações mais detalhadas de cada módulo fotovoltaico de acordo com as especificações do fabricante.

Tabela 4 – Especificações do módulo fotovoltaico estudado.

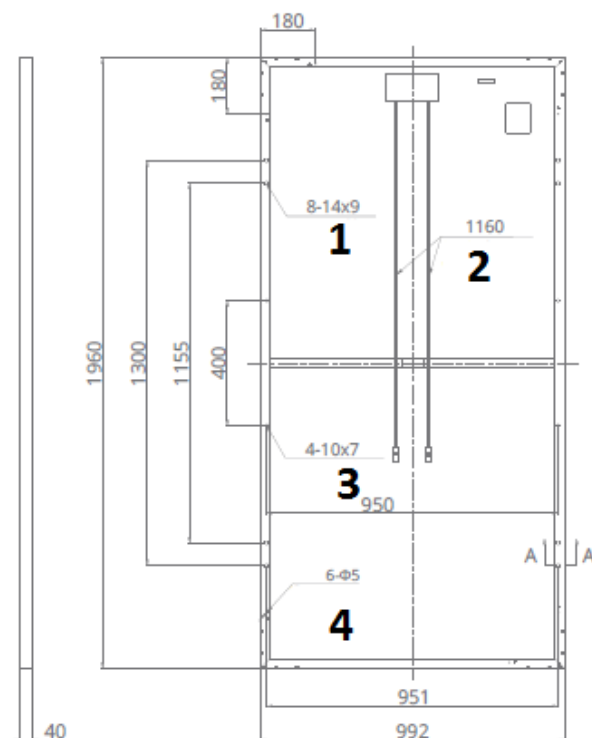
Módulo Fotovoltaico Canadian Solar CS6U - 330P	
Especificação	Dados
Potência Máxima Nominal, P _{max}	330Wp
Tipo de Célula Policristalina	6 polegadas
Arranjo Celular	72 (6 x 12)
Dimensões	1960 x 992 x 40 mm
Tensão Máxima de Operação, V _{MP} a 25°C	37,2 V
Corrente Máxima de Operação, I _{MP} a 25°C	8,88 A
Tensão de Circuito Aberto, V _{OC}	45,6 V
Corrente de Curto-Circuito, I _{SC}	9,45 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Eficiência do Módulo, η	16,97%
Temperatura de Operação, T _o	-40°C ~ + 85°C
Coefficiente de Temperatura da Potência, TP	-0,41% / °C
Coefficiente de Temperatura da Tensão	-0,31% / °C
Coefficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito, TISC	0,05% / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo, TNOM/ NOCT	43 ± 2 °C
Tempo mínimo de Garantia de Desempenho	25 anos

Fonte: Canadian Solar (2017).

A fim de maximizar a geração fotovoltaica no decorrer do ano, é importante verificar a orientação dos módulos que, para o hemisfério sul devem estar voltados para o norte geográfico e seu ângulo de inclinação deve ser igual ao da latitude do local onde o sistema será instalado (PINHO & GALDINO, 2014). No presente estudo o ângulo de referência foi de 19°.

Para elaborar o projeto é fundamental conhecer a quantidade de módulos necessários para abastecer o consumo em questão (100%) e a área ocupada pelos mesmos. Figura 3 esquematiza as proporções dos módulos, sendo que área total de cada placa é igual a 1.944,320 mm² ou 1,94m².

Figura 3- Extensões da placa (mm), visão traseira.



Fonte: Canadian Solar (2017). Onde: 1) Orifício de Montagem; 2) Comprimento do cabo com conector; 3) Orifício de Montagem (rastreador) e 4) Orifício de Aterramento.

Pode-se determinar a potência aproximada do sistema fotovoltaico através da fórmula empírica adaptada (PINHO & GALDINO, 2014) aplicada aos módulos policristalinos escolhidos para elaboração do projeto.

$$PF = \frac{De}{HSP \times TD} \quad \text{Eq. 1}$$

Onde,

PF (kWp) – Potência de Pico do Sistema Fotovoltaico;

De (kWh/d) – Demanda Energética Diária;

HSP (horas/dia) – Horas de Sol Pleno, dada por (Irradiância local em kWh/m²)/(1kW/m²);

TD (adimensional) – Taxa de Desempenho.

A taxa de desempenho mensura a potência real de todo o sistema fotovoltaico, em condições de operação contabilizando todas as perdas, como queda de tensão devido à resistência do cabeamento e conectores, sombreamento, inversor (eficiência e carga),

temperatura operacional, resposta espectral, entre outras. Comumente é utilizada uma TD de 75% (PINHO & GALDINO, 2014), valor assumido para o presente trabalho.

Após a escolha e determinação da potência faz se necessário o cálculo do número de módulos. Para tal fim utilizou-se a Eq. 2 (SILVA et al.,2018):

$$Nm = \frac{PF}{Pm} \quad \text{Eq. 2}$$

Onde:

Nm – Número de Módulos;

$Pm(Wp)$ – Potência de Pico Módulo, segundo o fabricante.

A partir disso tem se a área total ocupada pelos módulos obtida através da Eq. 3:

$$At = Nm \times Am \quad \text{Eq. 3}$$

Em que,

$At (m^2)$ – Área Total.

$Am (m^2)$ – Área de cada Módulo.

Considerou-se neste estudo a perda de eficiência anual dos módulos descrita pelo fabricante de 0,7% ao ano. Para o primeiro ano adotou-se um valor médio de metade da taxa anual, ou seja somente ao final do primeiro ano obtemos a degradação de 0,7%.

Foi orçada junto aos painéis fotovoltaicos a manutenção dos mesmos, a partir do primeiro ano de operação, sob o valor de R\$ 1.200,00 que, de acordo com a empresa consultada inclui os seguintes serviços: limpeza dos módulos, inspeção mecânica e de corrosão entre as estruturas metálicas, inspeção das conexões elétricas, monitoramento do desempenho da usina fotovoltaica, termografia dos módulos FV, conexões elétricas, medição das curvas características das *strings* fotovoltaicas e elaboração de relatório técnico. Contabilizou-se também o seguro anual do equipamento, a fim de contemplar acidentes naturais e possíveis furtos, tendo por base a técnica descrita por Rabuske et al., (2016), em que toma como base para o cálculo do seguro o mesmo valor pago para manutenção anual sob uma taxa de reajuste de 10% ao ano.

3.4. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

Para o dimensionamento do inversor foi calculado o (FDI), dado pela relação entre a potência máxima do gerador fotovoltaico e a potência do inversor. A sua configuração ideal proporciona ao SFCR utilizar ao máximo a energia gerada com uma maior eficiência (COSTA, 2010). O FDI é uma grandeza adimensional dada pela equação Eq. 4:

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_F} \quad Eq. 4$$

Onde,

P_{INV} (kW) – Potência Nominal do Inversor (fabricante).

P_F (kWp) – Potência Painel Fotovoltaico.

A composição gerador fotovoltaico e inversor estabelece o ponto principal dentro o fluxo de potência dos SFCR, tendo em conta que toda energia gerada passa pelo inversor para ser direcionada à rede. Em casos onde não há um fluxo adequado de potência o sistema pode operar com uma baixa eficiência.

A variação contínua da irradiação e da sazonalidade das temperaturas fazem com que haja uma oscilação na energia gerada e consequentemente potências variantes. Essas potências devem ser processadas pelo inversor, o qual necessita de um dimensionamento adequado para converter toda, ou ao menos, a maior parte da potência entregue a ele.

Assim sendo, o dimensionamento do inversor deve ser realizado de forma que não leve o sistema a perder potência seja por subdimensionamento ou por sobredimensionamento do inversor. Alguns profissionais da área estabelecem uma faixa de potência de operação entre 0,75 e 1,2 da potência nominal do gerador FV (COSTA, 2010).

A escolha do inversor foi efetuada em conformidade as especificações do sistema fotovoltaico ao qual será conectado e indicado no orçamento. O inversor escolhido foi o FRONIUS Primo 6.0-1 portador do registro 002131 no INMETRO, com as características expostas na Tabela 5.

Tabela 5: Detalhes do Inversor estudado.

Inversor FRONIUS Primo 6.0-1	
Especificações	Dados
Número de fases	Bifásico
Potência Nominal	6,0kW ou 6000W
Tensão nominal de entrada	710,0V
Corrente Curto Circuito Mpp	27A
Faixa de tensão de entrada CC (Ucc mín - Ucc máx)	80-1000V
Grau de Eficiencia Máx.	98,1%

Fonte: **FRONIUS (2018)**.

3.5 Análise de custos

Na análise de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico para abastecer o pivô central foi feito um levantamento de custos no comércio local, e considerado no orçamento deste projeto o Kit Solar que consiste nos módulos fotovoltaico, inversor, estruturas, cabeamento, conectores, projeto, homologação e acompanhamento junto a CEMIG.

O custo médio de energia foi obtido a partir de uma série histórica do consumo e o valor a ser pago, estipulado pela CEMIG.

$$CE = \frac{VP}{CO} \quad \text{Eq. 5}$$

CE = Custo da energia (R\$/ kWh);

VP = valor pago, já com os tributos contabilizados pela concessionária (R\$);

CO = consumo (kWh).

Para saber quais os possíveis retornos sobre o investimento total, foi realizado um cálculo a partir de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* descontado, os quais avaliam as diferenças entre as receitas operacionais líquidas e os investimentos adicionais realizados com o projeto (GITMAN, 2010).

A Taxa Mínima de Atratividade é identificada por Pilão e Hummel (2003) como a representação do mínimo que um investidor se propõe a ganhar ao fazer um investimento ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar ao fazer um financiamento. Oliveira (2008) diz que TMA serve como parâmetro de aceitação ou

rejeição de um determinado projeto de investimento. Assim, deve-se considerar a TMA como taxa de desconto a ser utilizada no cálculo do VPL.

Segundo Pilão e Hummel (2003), o método do VPL permite que conheçamos as nossas necessidades de caixa ou os ganhos de certo projeto, em termos de moeda corrente ao longo do tempo. Isso porque essa técnica considera a somatória na data 0 (zero) existentes no fluxo de caixa como o seu valor atual a uma taxa especificada (TMA).

Para o presente trabalho adotou-se TMA a 10%, de acordo com Noronha (1987), Gitman (2010) e levando em conta os juros pagos pelo Título do Tesouro Prefixado sob uma taxa de 10,66% (TESOURO, 2018).

Geralmente, o investimento inicial tem seus resultados líquidos percebidos a partir do segundo ano, sendo assim, VPL é definido pela Eq.6, segundo Jiménez (2017).

$$VPL = -R0 \pm \frac{R1}{(1+i)^1} \pm \frac{R2}{(1+i)^2} \pm \frac{Rn}{(1+i)^n} \quad \text{Eq. 6}$$

Onde,

$R0$ = É o investimento inicial;

$R1, R2, Rn$ = Valores do fluxo de caixa gerado pelo projeto (+ entradas e – saídas);

i = É a taxa de juros (TMA).

Se o VPL for maior que \$0, aceita-se o projeto. Neste caso, a empresa ou investidor obterá um retorno maior do que o custo de seu capital. Isso aumentaria o valor de mercado da empresa e, portanto, a riqueza de seus proprietários, em um valor correspondente ao VPL. Quando VPL menor que \$0 rejeita-se o projeto (GITMAN, 2010).

O *Payback* é o tempo necessário para que a empresa recupere o investimento inicial em um projeto, calculado a partir das entradas de caixa. É muito utilizado por considerar os fluxos de caixa e não o lucro contábil. É também, bastante difundido como critério para tomada de decisão ou complementar outras, por ser considerado um medidor de exposição ao risco. Quanto maior o tempo para recuperar o capital investido, maior também será a probabilidade de ocorrência de imprevistos, portanto, quanto menor for o tempo de *Payback*, menor será a exposição ao risco (GITMAN, 2010).

O método do *Payback* consiste em mostrar quanto tempo um investimento leva para ser ressarcido, porém a taxa de desconto é ignorada. O conceito do *Payback*

descontado atua justamente nessa falha, pois considera uma taxa de juros para realizar o cálculo do período gasto (OLIVEIRA, 2008).

A TIR está ligada diretamente com o valor presente, é a taxa de desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero. Constitui a taxa de retorno anual composta que o investidor obterá se empregar no projeto e receber as entradas de caixa previstas inicialmente.

O cálculo manual da TIR é considerado por Gitman (2010, p. 372) como complexo, pois, envolve técnica sofisticada de tentativa e erro que testa, logicamente, diversas taxas de desconto até encontrar aquela que faz com que o valor presente das entradas de caixa do projeto seja idêntico ao investimento inicial (ou seja, VPL igual a \$ 0). Contudo, o projeto é tido como favorável se TIR maior que o custo do capital (TMA) e desfavorável se TIR for menor que o custo capital. Para os cálculos da TIR foi utilizada a função TIR, específica para este fim da planilha eletrônica Microsoft Excel.

Neste estudo foi dado foco no suprimento de energia elétrica para o sistema de irrigação, assumindo-se que o atual sistema de irrigação não sofra outras alterações, com mudanças nos custos, com a implantação do sistema fotovoltaico conectado na rede.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através das contas de energia elétrica pagas da propriedade ao longo de 2 anos, representadas na Tabela 6, foi possível obter a demanda energética do sistema e os períodos de maior e menor consumo de energia, registrando uma média mensal de 1848,333 kWh/mês.

Tabela 6 – Histórico do consumo de energia elétrica do pivô central.

Mês/Ano	Consumo (kWh)	Mês/Ano	Consumo (kWh)
Set/15	3840	Set/16	1800
Out/15	1200	Out/16	1520
Nov/15	1200	Nov/16	120
Dez/15	280	Dez/16	0
Jan/16	280	Jan/17	1560
Fev/16	280	Fev/17	0
Mar/16	0	Mar/17	2440
Abr/16	1800	Abr/17	2520
Mai/16	5080	Mai/17	2600
Jun/16	2840	Jun/17	4480
Jul/16	1720	Jul/17	2800
Ago/16	3560	Ago/17	2440
Média Anual			
1848,333 (kWh/mês)			

Fonte: Dados do produtor Marques adaptados pela autora.

O presente estudo foi feito sobre o abastecimento de 100% do consumo médio mensal. Observa-se na Tabela 6 que em alguns meses o consumo de energia foi igual a zero (Mar/16, Dez/16 e Fev/17) ou bem baixo (Dez/15, Jan/16, Fev/16 e Nov/16). Esses eventos podem ser comparados com os índices pluviométricos da Tabela 3 que demonstram os meses de maior precipitação na região, justificando assim o baixo ou inexistente consumo de energia em função da não necessidade de irrigação.

Em posse dessas informações foi possível, juntamente com o valor monetário pago pelas faturas, encontrar o preço correspondente ao kWh. Dessa maneira, estão incluídos os 67% de desconto descritos na Figura 2 para Irrigante Noturno e os encargos tributários (PIS, CONFINS e ICMS) e acrescidos também o sistema de bandeiras tarifárias (Figura 2).

Em visita *in loco* ao pivô central, pôde se constatar com o produtor a utilização da irrigação preferencialmente no período noturno, entre as 21:00hs e 6:00hs da manhã, horário que contempla a tarifa Rural – Irrigação Noturna cujo preço médio estimado (CE) em R\$ 0,227656 por kWh, e um gasto médio equivalente a R\$ 420,78/mês.

O preço da energia Rural – Normal é em média R\$ 0,452357 por kWh para o chamado horário de pico, das 6:00hs às 21:00hs. Nesse período, o pivô só é acionado em casos específicos de fertirrigação ou quimigação, por exigirem uma maior mão de obra, inviabilizando assim a sua realização no período noturno, haja vista que a fazenda em questão não possui funcionários.

Caso o proprietário utilizasse a irrigação somente no horário de pico pagaria em média R\$ 836,11/ mês. Com o intuito de se manter dentro da faixa horária de irrigante noturno o proprietário aciona o pivô para irrigar 180° em uma noite e o restante na noite do dia seguinte, mas sempre respeitando o turno de rega da cultura. Caso acionasse o pivô para dar a volta completa, sairia da faixa horária com o desconto e pagaria mais caro no kWh.

Outra manobra realizada pelo Sr. Marques para economizar energia e manter a irrigação, preferencialmente, no período noturno, é a plantação de culturas diferentes, por exemplo, metade do pivô com milho e a outra metade soja, permitindo irrigar apenas uma cultura (180°) por dia.

Em posse das informações da Tabela 6, foi possível realizar o dimensionamento do sistema FV. Calcula-se primeiramente a potência a ser instalada, de acordo com a Eq.1.

$$PF = \frac{\left(1848,4 \frac{kWh}{mês} / 30,42 \frac{dias}{mês} \right)}{5,4h/d \times 0,75} = 15,00kWp$$

Nota-se que seu enquadramento está em microgeração de acordo com a Resolução N° 482/2012 da ANELL, no qual $PF \leq 75kW$. A partir da potência podemos calcular o número de módulos necessários para atendê-la. Um dos grandes gargalos da geração FV é a área ocupada pelos painéis, assim o número de módulos pode ser obtido por:

$$Nm = \frac{15,00 kWp}{0,330kWp} = 45,45 \cong 46$$

Tendo como base o número de 45,45 foi feita a ratificação para 46 módulos a fim de atender 100% de demanda, dessa maneira se fez necessária a correção da potência instalada, partindo de 46 unidades com 0,33Wp (46*0,33) obteve-se assim 15,18 kWp. Ao invertermos a Eq.1, com os 5,4h/d e 0,75 de eficiência, encontramos a

produção diária de 61,479kWh/dia e conseqüentemente a geração anual 22.439,84 kWh/ano.

Assim atingiu a respectiva área de:

$$At = 46 \times 1,94m^2 = 89,24m^2$$

A área encontrada de 89,24m² é relativamente baixa, tendo em vista os benefícios de todo o sistema. Não há a necessidade de se perder áreas agricultáveis para a instalação dos mesmos, estes podem ser acondicionados sobre barracões muito comuns em fazendas para o armazenamento de insumos e máquinas agrícolas. Na Fazenda Duas Barras existem dois barracões de, aproximadamente, 75,33 m² cada, capazes de receber os painéis.

Em relação aos inversores, devido à alta potência do sistema, considerou-se a utilização de dois aparelhos (6kW cada) descritos na Tabela 5, totalizando 12kW de potência nominal. A partir disso determinou-se o FDI pela Eq. 4.

$$FDI = \frac{12kW}{15,18kWp} = 0,79$$

Chegando a um resultado dentro da faixa descrita por Costa (2010), entre $0,75 \leq FDI \leq 1,2$ para atender eficientemente o sistema.

A partir dessas informações, foi orçada a compra e instalação dos equipamentos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, totalizando o valor de R\$63.000,00, sendo que deste valor, aproximadamente 50% corresponde à quantia paga pelos módulos, e os outros 50%, destinados aos inversores, suportes, cabos, conexões, mão de obra de instalação, entre outros.

Apesar da região ter um alto índice pluviométrico, Tabela 3, há uma má distribuição, onde em alguns meses chove bastante, em outros quase nada, necessitando assim da irrigação para se cultivar nos meses de estiagem. Em contrapartida a isso, os períodos de escassez são justamente os que as tarifas energéticas ficam mais caras, devido ao desabastecimento dos reservatórios nas hidroelétricas.

A energia solar surge como uma boa opção para solucionar essa questão da sazonalidade das chuvas, concedendo ao proprietário maior autonomia em relação ao fornecimento de energia pela concessionária. A irradiação atinge seus picos máximos

nos meses onde as temperaturas são mais amenas (Tabela 4) e justamente quando as chuvas ficam reduzidas, proporcionando assim uma situação favorável à utilização da energia solar para a irrigação.

Foi escolhido esse modelo de geração fotovoltaica conectada à rede, por oferecer uma maior flexibilidade ao proprietário na sua utilização e sendo dispensável um banco de baterias, que inviabilizaria a realização do projeto, devido ao grande volume necessário para atender a demanda requerida e diante da curta vida útil das baterias (4 a 5 anos), necessitando de trocas constantes, agregando assim valor ao sistema, além de se tornarem resíduos de difícil descarte.

A região está localizada em uma posição estratégica, com índices muito favoráveis na incidência de irradiação e sem grandes variações, além de possuir boa uniformidade na intensidade dos ventos (Tabela 3), associados as temperaturas máxima (29°C) e mínimas (16,9°C), se enquadram na temperatura nominal de operação dos módulos, em função disso o sistema não tem grande perda de eficiência ao longo do ano, o tornando ideal para o objetivo do projeto.

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na irrigação com pivô central possibilita ao irrigante algumas vantagens, como, irrigar a cultura em qualquer horário durante o dia sem custos adicionais e não somente à noite, no horário o qual recebe o desconto de irrigante noturno. A energia gerada nos meses sem consumo pode ser direcionada a rede e utilizada pelo produtor para suprir a necessidade em outras atividades da fazenda. Nos casos em que a mão de obra é contratada há a redução de custos com horas extras noturnas, não tendo a necessidade de um funcionário para acionar o equipamento somente nos horários entre as 21:00hs e 6:00hs da manhã.

Em função dos reajustes estabelecidos pela ANEEL, para a CEMIG entre os anos de 2013 a 2018, foi possível chegar ao valor de 12,68% de reajuste médio anual sobre a tarifa e a partir disso, fazer uma projeção direcionada aos próximos 25 anos, como na Tabela 7. Nela também estão expostas as projeções dos valores de energia produzida descontando a taxa de degradação anual.

Tabela 7: Fluxo de Caixa com projeção de 25 anos.

Ano	Energia Produzida (kWh) (*)	Tarifa Elétrica (kWh) CEMIG (**)	Receita de Energia Produzida	Manutenção Anual (***)	Seguro Anual (***)	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Payback descontado
0						-R\$63.000,00	-R\$63.000,00	-R\$63.000,00
1	22361,30	R\$0,23	R\$5.090,68	R\$1.200,00	R\$1.200,00	R\$2.690,68	R\$2.446,08	-R\$60.553,92
2	22204,77	R\$0,26	R\$5.696,03	R\$1.320,00	R\$1.320,00	R\$3.056,03	R\$2.525,64	-R\$58.028,28
3	22049,33	R\$0,29	R\$6.373,36	R\$1.452,00	R\$1.452,00	R\$3.469,36	R\$2.606,58	-R\$55.421,70
4	21894,99	R\$0,33	R\$7.131,23	R\$1.597,20	R\$1.597,20	R\$3.936,83	R\$2.688,91	-R\$52.732,80
5	21741,72	R\$0,37	R\$7.979,22	R\$1.756,92	R\$1.756,92	R\$4.465,38	R\$2.772,65	-R\$49.960,15
6	21589,53	R\$0,41	R\$8.928,05	R\$1.932,61	R\$1.932,61	R\$5.062,82	R\$2.857,83	-R\$47.102,31
7	21438,40	R\$0,47	R\$9.989,70	R\$2.125,87	R\$2.125,87	R\$5.737,96	R\$2.944,48	-R\$44.157,84
8	21288,34	R\$0,53	R\$11.177,60	R\$2.338,46	R\$2.338,46	R\$6.500,68	R\$3.032,62	-R\$41.125,22
9	21139,32	R\$0,59	R\$12.506,76	R\$2.572,31	R\$2.572,31	R\$7.362,15	R\$3.122,27	-R\$38.002,95
10	20991,34	R\$0,67	R\$13.993,97	R\$2.829,54	R\$2.829,54	R\$8.334,89	R\$3.213,46	-R\$34.789,49
11	20844,40	R\$0,75	R\$15.658,02	R\$3.112,49	R\$3.112,49	R\$9.433,04	R\$3.306,22	-R\$31.483,27
12	20698,49	R\$0,85	R\$17.519,96	R\$3.423,74	R\$3.423,74	R\$10.672,48	R\$3.400,58	-R\$28.082,69
13	20553,60	R\$0,95	R\$19.603,30	R\$3.766,11	R\$3.766,11	R\$12.071,07	R\$3.496,56	-R\$24.586,13
14	20409,73	R\$1,07	R\$21.934,37	R\$4.142,73	R\$4.142,73	R\$13.648,92	R\$3.594,19	-R\$20.991,94
15	20266,86	R\$1,21	R\$24.542,64	R\$4.557,00	R\$4.557,00	R\$15.428,64	R\$3.693,49	-R\$17.298,45
16	20124,99	R\$1,36	R\$27.461,06	R\$5.012,70	R\$5.012,70	R\$17.435,67	R\$3.794,51	-R\$13.503,94
17	19984,12	R\$1,54	R\$30.726,53	R\$5.513,97	R\$5.513,97	R\$19.698,59	R\$3.897,26	-R\$9.606,67
18	19844,23	R\$1,73	R\$34.380,29	R\$6.065,36	R\$6.065,36	R\$22.249,56	R\$4.001,78	-R\$5.604,90
19	19705,32	R\$1,95	R\$38.468,53	R\$6.671,90	R\$6.671,90	R\$25.124,73	R\$4.108,09	-R\$1.496,80
20	19567,38	R\$2,20	R\$43.042,92	R\$7.339,09	R\$7.339,09	R\$28.364,74	R\$4.216,24	R\$2.719,44
21	19430,41	R\$2,48	R\$48.161,26	R\$8.073,00	R\$8.073,00	R\$32.015,26	R\$4.326,24	R\$7.045,68
22	19294,40	R\$2,79	R\$53.888,23	R\$8.880,30	R\$8.880,30	R\$36.127,63	R\$4.438,13	R\$11.483,81
23	19159,33	R\$3,15	R\$60.296,20	R\$9.768,33	R\$9.768,33	R\$40.759,54	R\$4.551,95	R\$16.035,76
24	19025,22	R\$3,55	R\$67.466,17	R\$10.745,16	R\$10.745,16	R\$45.975,84	R\$4.667,73	R\$20.703,49
25	18892,04	R\$4,00	R\$75.488,73	R\$11.819,68	R\$11.819,68	R\$51.849,38	R\$4.785,49	R\$25.488,98
Total	514499,55		R\$667.504,80	R\$118.016,47	R\$118.016,47	R\$431.471,86	R\$88.488,98	
VLP		R\$88.488,98						
TMA		10%.						
TIR		12,74%						
(*)	Degradação do Pannel Fotovoltaico de 0,7% ao ano.							
(**)	Estimativa de Reajuste Tarifário Médio 12,68 % ao ano.							
(***)	Reajuste de 10% ao ano nos custos.							

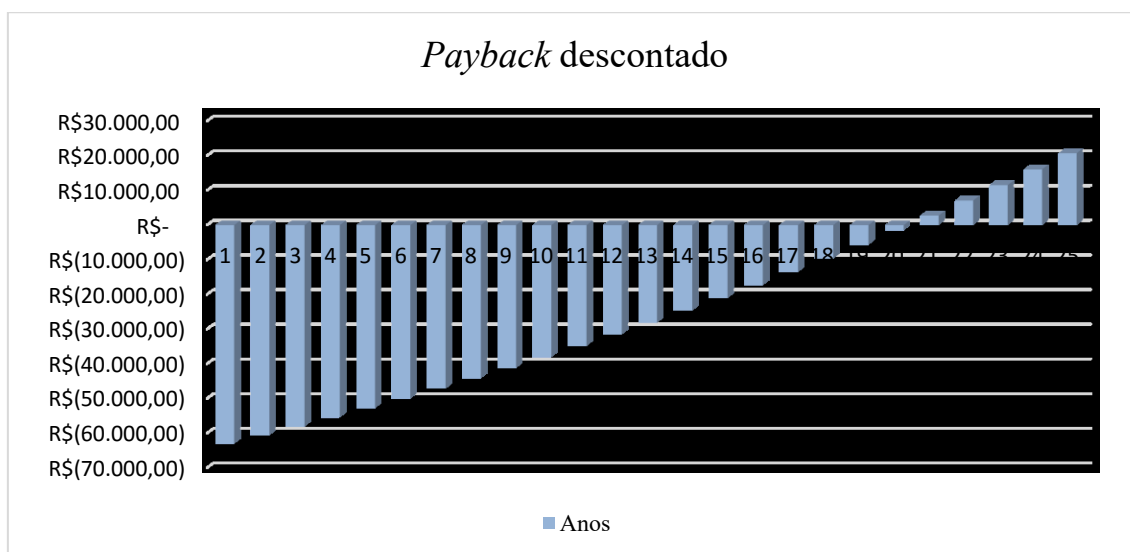
De acordo com as projeções de crescimento dos preços para o kWh das tarifas elétricas, os custos para o consumidor tendem a ficar cada vez mais altos. No cenário avaliado chegam a casa dos R\$4,00 que podem impor futuras restrições econômicas ao uso da irrigação.

Quando considerada a tendência das tarifas energéticas (Tabela 6) ao longo do tempo, a importância do SFV torna-se evidente, porque a implementação do sistema irá suprir totalmente a necessidade de aquisição do insumo energético junto à concessionária, de modo que, apesar do aumento das tarifas, o investidor não será impactado financeiramente, haja vista a substituição completa da sua matriz energética, o que realça ainda mais a atratividade do investimento.

A partir dos cálculos efetuados e expostos na Tabela 7, constata-se que o VPL obtido ao final do fluxo de caixa descontado e depois de todas as despesas debitadas, foi maior que zero ($VPL > \$0$), ou seja, proporciona ao produtor rural um ganho e/ou economia de R\$88.488,98 sobre o investimento ao final dos 25 anos, aumentando a chance de concretização do projeto.

O *Payback* descontado calculado acima, indica a recuperação do investimento inicial de R\$63.000,00 num período de 20 anos. É possível elucidar melhor essa informação no Gráfico 1.

Gráfico 1: *Payback* descontado, sobre uma projeção de 25 anos.



Fonte: Dados da própria autora.

Considerado um tempo longo para a recuperação do investimento quando comparamos com a instalação de painéis solares em um condomínio na área urbana do Município de Lagoa Santa-MG, como em Santos (2016) onde o *payback* foi de 6 anos, para uma aplicação de R\$ 79.788,00 onde o sistema totalizou 17.118 kWh de energia gerada por ano, nota-se uma grande diferença, principalmente devido as tarifas elétricas rurais para irrigação serem mais baratas em comparação com as urbanas.

Alves (2016) encontrou um *payback* de 8,72 anos para um investimento em um prédio de uma fábrica na área industrial da cidade de São Carlos-SP, cujo consumo anual gira em torno de 411.552kWh e investimento de R\$ 1.44.502,57, o que indica a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos para grandes demandas em áreas urbanas.

Outro estudo também em área urbana, no entanto com um *paybak* considerado alto foi o de Rabuske et al. (2016) num total de 12 anos e uma TIR de 14,64% sob o investimento de R\$603.238,74 para um comércio no município de Encruzilhada do Sul-RS. O projeto foi tido como favorável apesar de carecer de um tempo maior para se pagar.

No presente estudo, o Sr. Marques é um pequeno produtor e consegue efetuar manobras para conseguir irrigar somente no horário onde recebe o desconto. Já grandes produtores podem não conseguir se adequar a essa condição tendo que acionar a irrigação em outros horários, aumentando os custos em função do maior valor da tarifa de energia. Nestas situações o SFCR pode se mostrar uma alternativa mais atrativa, com *paybacks* menores.

Considerando o parâmetro escolhido para a TMA deste trabalho de 10%, e os dados da tabela 7, em especial, o percentual final da TIR (12,74%), temos que o retorno financeiro do investimento no sistema fotovoltaico é superior ao retorno de um investimento de mesma monta no mercado financeiro, no entanto em uma escala temporal muito grande, o que aumenta os riscos de se aplicar em projetos para essas condições. Contudo, a partir dos dados analisados e para uma TMA de 10% ao ano, pode-se concluir que o projeto do pivô central abastecido com energia fotovoltaica conectada à rede elétrica é economicamente inviável para as circunstâncias analisadas.

Pouco se acha na literatura sobre sistemas fotovoltaicos relacionados à irrigação, os mais comuns são para abastecimento unicamente de motobombas, usadas na captação de água. Jiménez (2017) fez um estudo para uma pequena propriedade localizada na cidade de Salto do Lontra-PR, com 0,5 hectares de cultivo de uva irrigada por gotejamento através de uma motobomba de 7,5 CV, no entanto esbarrou nas mesmas condições, onde as tarifas rurais inferiores não tornam o projeto financeiramente atraente.

Além da parte financeira devemos analisar também os ganhos ambientais diretos e indiretos provocados pelo sistema. Os benefícios diretos se dão através da geração de energia limpa, renovável, por um recurso natural infinito e abundante em nosso planeta. Os indiretos se apresentam na redução de impacto ambiental com o decaimento no

avanço de novas áreas hídricas, desapropriações, emissão de CO₂, metano e construção de linhas de transmissão.

A matriz energética brasileira fundamentada nos recursos hídricos já não se sustenta mais. As regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste e Nordeste estão praticamente todas no limite máximo de geração elétrica, principalmente nos rios de grande e médio porte e mais recentemente as PCHs (Pequena Central Hidrelétrica) nos rios de pequeno porte (ANEEL, 2016).

A nova aposta do governo é a região Norte, com o recurso hídrico quase inexplorado, o que tem atraído cada vez mais investimentos hidrelétricos para essa região. Além da riqueza de seus rios, a Amazônia é rica em diversidade biológica e expressiva densidade de matéria orgânica, pouco estudada até o momento. Logo, é de se esperar que as usinas hidrelétricas construídas nessa região, em função desta riqueza e grande densidade de biomassa, sejam potenciais emissoras de Gases do Efeito Estufa (GEE) devido à localização de seus reservatórios, como metano e CO₂ (LESSA, 2016).

Não obstante, tem-se as desapropriações de terras para a construção dos reservatórios, os quais não são favorecidos pelo relevo amazônico, devido as extensas planícies encontradas na região, impactando assim em grandes extensões inundadas, inclusive áreas indígenas como ocorreu em Belo Monte (LESSA, 2016). Por consequência disso, a ocorrência de desequilíbrio ambiental na região culminando em grandes impactos.

As redes de alta tensão construídas para levar essa energia das regiões inóspitas até os centros populacionais, são também causadores de impacto ambiental, pois cortam grandes extensões, através de estados, cidades, florestas e rios. Demandam grandes investimentos do poder público na compra de terras, construção, manutenção e limpeza da vegetação no entorno. Vale salientar as perdas energéticas causadas nas grandes extensões de cabamentos utilizados para condução elétrica (ANDRADE, 2016).

5. CONCLUSÕES

Os resultados financeiros demonstraram a inviabilidade do sistema fotovoltaico conectado à rede para o abastecimento de pivô central em função das condições analisadas, as quais propiciam a recuperação do investimento no período de vinte anos, um longo tempo e uma Taxa Interna de Retorno de 12,74%, fatores que acarretam em incertezas de mercado.

O baixo custo das tarifas elétricas em zonas rurais e principalmente para irrigantes noturnos, faz com que sistemas fotovoltaicos conectados à rede não sejam economicamente atraentes, ainda que seja uma opção encorajadora na tentativa de aumentar a segurança do abastecimento de energia e água para a irrigação, além de trazer inúmeros benefícios ambientais.

Estudos futuros na área são recomendados, para análises de diferentes demandas, nos casos onde o produtor não aciona a irrigação somente no horário noturno, aplicação das bandeiras tarifárias, as quais estão permanecendo mais tempo na vermelha e ocasionando maiores custos na conta de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). **Atlas Irrigação: Uso da Água na Agricultura Irrigada**. Brasília. 2017. Disponível em: <<http://arquivos.ana.gov.br/imprensa/publicacoes/AtlasIrigacaoUsodaAguanaAgriculturaIrrigada.pdf>>. Acesso em: 12 jul 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bandeiras Tarifárias**. 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> >. Acesso em: 27 jul 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Apoio à Decisão**. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 20 jul 2018.

ALVES, G. H. **Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial**. Monografia (Trabalho de conclusão de curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. 2016. Disponível em: < <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-13012017-100902/?&lang=br>>. Acesso em: 10 jul 2018.

ANDRADE. S. L. **Comparação de Métodos de Classificação de Imagens Digitais na Detecção de Alvos Indicadores de Impacto Ambiental em Linhas de Transmissão de Energia Elétrica**. 2016. 84 f. Tese (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em

Qualidade Ambiental, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/17540>>. Acesso em: 30 jul 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://dgi.unifesp.br/sites/comunicacao/pdf/entreteses/guia_biblio.pdf>. Acesso em: 10 jul 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687**, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 jul 2018.

ANELL. **Atlas de Energia Elétrica de Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. Ed. Brasília 2016. 268 f. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2005_AtlasEnergiaEletricaBrasil2ed/06b7ec52-e2de-48e7-f8be-1a39c785fc8b> Acesso em: 30 jul 2018.

BERMANN, C. **Crise Ambiental e as Energias Renováveis**. Ciência e Cultura. São Paulo, v.60, n.3, p 20-29. 2008. Disponível em: <http://cienciaecultura.bvs.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0009-67252008000300010>. Acesso em: 14 jul 2018.

BRASIL. **Decreto Presidencial**, de 27 de dezembro de 1994. Cria o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM, e dá outras providências. Disponível em: <<https://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/122922/decreto-94>>. Acesso em 13 jul 2018.

BRITO, J. L. S.; ROSA, R. **Elaboração do mapa de solos da Bacia do Rio Araguari na escala de 1:500.000**. II Simpósio Regional de Geografia. Anais. Uberlândia, 2003.

CAMARGO, L. T. **Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica**. 2017. 103 f. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Londrina, Londrina. Disponível em:

<http://www.uel.br/ctu/deel/TCC/TCC2017_LucasTamaniniCamargo.pdf>. Acesso em 15 jul 2018.

CASTRO, R. **Introdução à Energia Fotovoltaica**. Lisboa: Universidade de Lisboa, 2002. Disponível em: <http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf>. Acesso em: 18 jul 2018.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Valores de Tarifas e Serviços**. 2018. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx>. Acesso em: 24 jul 2018.

COSTA H. J. S. **Avaliação do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2010. 74 f. Monografia (Trabalho de conclusão de curso) – Centro de Tecnologia Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Ceará. Disponível em: <<file:///E:/TCC/HIGOR%20JOSÉ%20SERAFIM%20DA%20COSTA%202010.pdf>>. Acesso em: 14 jun 2018.

CRESESB. **Centro de Referência Para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito**. Potencial Solar. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>> Acesso em: 01 jun 2018.

ELEKTSOLAR. **Energia solar fotovoltaica: Vantagens e Desvantagens**. Disponível em: <<https://elektsolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica-vantagens-e-desvantagens/>>. Acesso em: 14 jul 2018.

EMBRAPA. Empresa brasileira de pesquisa agropecuária; EPAMIG. Empresa de pesquisa agropecuária de minas gerais. **Levantamento de reconhecimento de média intensidade de solos e avaliação da aptidão agrícola das terras no Triângulo Mineiro**. Boletim de Pesquisa N° 1. Rio de Janeiro, EMBRAPA/SNLCS, 526p. 1982.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Demanda de Energia: 2050**. Rio de Janeiro, 2016, 257 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 13 jul 2018.

FARIA, F. A. M. et al. **Estimating greenhouse gas emissions from future Amazonian hydroelectric reservoirs.** Environmental Research Letters. Bristol, v 10, n. 12, 2015. Disponível em: <<http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/10/12/124019/pdf>>. Acesso em: 16 jul 2018.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). **Estudo sobre Eficiência do Uso da Água no Brasil:** Análise do Impacto da Irrigação na Agricultura Brasileira e Potencial de Produção de Alimentos Face ao Aquecimento Global. São Paulo, 17 p. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/17725/Efici%C3%Aancia_do_Uso_da_%C3%81gua_no_Brasil_Sum%C3%A1rio_Executivo.pdf>. Acesso em 14 jul 2018.

GALDINO, M. A.; LIMA, J. H. G. **PRODEEM** - O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica. In: IX Congresso Brasileiro de Energia. Hotel Glória. Anais. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002. CD-ROM.

GALDINO, M. et al. O contexto das energias renováveis no Brasil. **Revista da Direng**, 2000. Disponível em <www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Direng.pdf>. Acesso em: 24 jul. 2014.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira.** 12. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010. 775 p., il. ISBN 9788576053323 (broch.).

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Normais Climatológicas do Brasil: Período 1981-2010.** Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisClimatologicas>>. Acesso em: 29 mai 2018.

JIMÉNEZ. J. P. V. **Projeto E Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Isolado/Conectado À Rede Para Atender A Demanda De Irrigação De Uva.** 2017. 154 f. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) – Engenharia de Energia, Instituto Latino-Americano de Tecnologia. Foz do Iguaçu. Disponível em: <<https://dspace.unila.edu.br/handle/123456789/3179>>. Acesso em: 31 jul 2018.

LESSA A. C. R. **Emissão De Gases De Efeito Estufa Em Solos Pré-Existentes À Formação De Reservatórios Hidrelétricos Na Amazônia:** O Caso Da Usina Hidrelétrica De Belo Monte. 2016. 67 f. Tese (Doutorado) - Instituto Alberto Luiz

Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/aclessa.pdf>>. Acesso em: 23 jul 2018.

MAYCOCK, P. D. **Photovoltaics: Sunlight to Electricity in One Step**. Andover: Brick House. 222 p. 1981.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrica Brasileiro**: abril/2018. Brasília: MME, 2018, 31 p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Abril+-+2018_v1.pdf/6764e3b1-8e42-4a9d-a258-0a1400803a05>. Acesso em: 12 jul 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. (MME). **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**: agosto/2011. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 18 jun 2018.

NORONHA, J. F. **Projetos Agropecuários: administração financeira, orçamento e viabilidade econômica**. 2. ed, São Paulo: Editora Atlas S.A, 1987. 279 p.

OLIVEIRA, M. H. F. **A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza**: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy. 2008. 231 fl. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção) – Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

PILÃO, N. E. **Matemática financeira e engenharia econômica**: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos. São Paulo: Cengage Learning, 2003. 273 p., il. Inclui bibliografia e apêndice. ISBN 852210302X (broch.).

PINHO, J. T.; GALDINO. M. A. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPTEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

RABUSKE, R. et al. **Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento**. João Pessoa/PB. 17 p. 2016. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STO_234_364_28864.pdf>. Acesso em: 12 mar 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Energias Renováveis 2016**: Relatório da situação mundial. REN21, 2016, 17 p. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/11/REN21_GSR2016_KeyFindings_port_02.pdf>. Acesso em: 12 jul 2018.

SANTOS, M. A. **Dimensionamento e Retorno de Investimento de Geração de Energia Solar Residencial**: Um Estudo de Caso no Município de Lagoa Santa – MG. 2016. 44 f. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal do Paraná. Disponível em: <<https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/52304/R%20-%20E%20-%20MARCIO%20AZEVEDO%20DOS%20SANTOS.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 17 jun 2018.

SILVA, J. W.; GUIMARÃES, E. C.; TAVARES, M. **Variabilidade temporal da precipitação mensal e anual na estação climatológica de Uberaba, MG**. Ciência e Agrotecnologia, v.27, n.3, p.665-674, 2003.

SILVA, M. R. et al. **Dimensionamento e Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Para uma Unidade Educacional Pública do Município de Paulo Afonso - BA**. 2018. Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/324606577_Dimensionamento_e_viabilidade_economica_de_um_sistema_fotovoltaico_conectado_a_rede_para_uma_unidade_educacional_publica_do_municipio_de_Paulo_Afonso-BA>. Acesso em: 20 jul 2018.

TESOURO DIRETO. **Taxa de todos os títulos do Tesouro Direto**. Disponível em: <<https://tesouro-direto.com/taxa-e-rentabilidade-dos-titulos-do-tesouro-direto>> Acesso em: 31 jul 2018.

TESTEZLAF, R. **Irrigação: Métodos, Sistemas e Aplicações**. 2017. 217 f. Faculdade de Engenharia Agrícola, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/irrigacao/pdf/testezlaf_irrigacao_metodos_sistemas_aplicacoes_2017.pdf> . Acesso em: 26 jul 2018.

TREBLE, F.C. **Generating electricity from the sun**. Oxford: Pergamon. 293 p. 1991.

VARELLA, F. K. de O. **Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil**. 2009. 148 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/263003/1/Varella_FabianaKarladeOliveiraMartins_D.pdf>. Acesso 14 jul 2018.

ANEXOS

Anexo 1: Dados de projeto do sistema de irrigação por pivô central.

Nome: Marques José Neves				PC 01			
Propriedade: Fazenda Duas Barras				Local: Iraí de Minas - MG			
PIVÔ CENTRAL							
Romera 03 LM / LB 3,5				3 m Baixa pressão, com 03 torres de sustentação			
Composição do Equipamento				Alturas Manométricas			
comprimento do vão inicial	48,50	m		pressão no extremo da tubulação do Pivô	13,00	mca	
comprimento do(s) vão(s) intermediário(s)	96,00	m		desnível ponto Pivô ao ponto mais alto	8,00	m	
comprimento total dos raios (R.U.T.)	144,50	m		perda friccional no tubo Pivô	0,50	mca	
comprimento do lance em balanço	25,00	m		altura dos aspersores	3,50	m	
comprimento total do equipamento(CTE)	169,50	m		Pressão na entrada do Pivô	25,00	mca	
Área Irrigada				desnível motobomba ao centro do pivô			
alcance efetivo do canhão final	0,00	m		perda friccional na adutora	7,21	mca	
raio efetivo da área irrigada	169,50	m		altura de sucção	3,00	m	
área circular irrigada (360°)	9,03	ha		perdas diversas	3,00	mca	
número de posições	1,00	unid.		Altura Manométrica Total	88,21	mca	
área total irrigada (360°)	9,03	ha					
Características Técnicas				Unidade de Bombeamento			
lâmina bruta a aplicar	11,50	mm/dia		vazão exigida	49,43	m³/h	
tempo máximo de operação diário	21,00	h		pressão exigida	88,21	mca	
vazão necessária	49,43	m³/h		Informações Complementares			
velocidade da última torre a 100%	260,00	m/h		desnível ponto do pivô ao ponto mais baixo	10,00	m	
tempo mínimo para 1 volta a 100%	3,49	h		Ventosa Sim () Não (X) Válvula de alívio Sim () Não (X)			
lâmina bruta mínima para 1 volta a 100%	2,91	mm					
Tubulação Adutora							
Trecho	Comprimento	Diam. (mm)	Material	Coef.	Vazão m³/h	hf total (mca)	Veloc. (m/s)
1	187,2	100,00	AZ	125	24,71	3,88	0,87
2	175	110,00	PVC	140	49,43	3,33	1,44
						7,21	
Bomba				Motor Elétrico			
marca	IMBIL			marca	03 motores eixo duplo WEG ou SIMILAR		
modelo	INI 50-200			modelo	IP-55		
nº estágios	01			potência nominal	12,5 cv FS 1,15		
diâmetro dos rotores	215	mm		nº de fases	01 fases		
vazão prevista	49,43	m³/h		nº de pólos	11 pólos		
pressão prevista	88,21	mca		rotação	3.500 rpm		
rendimento	62,00	%		tensão	220 v		
rotação	3.500	rpm		freqüência	60 Hz		
potência absorvida no eixo	26,05	cv		eficiência	80,00 %		
				consumo	21,30 Kw		
Fonte de Alimentação Trifásica (Recomendações)				Transformador do Pivô Central			
Transformador da Unidade de Bombeamento				Grupo Gerador			
potência	37,50	kva		Transformador			
tensão	380	v		potência	kva	potência	10,00 kva
				tensão	v	tensão	500 v